Plans d’Expansion des Capacités de Génération d’Electricité Thermique & de Transmission en Zone A du Pool d’Energie de l’Afrique de l’Ouest, WAPP

Projet parrainé et dirigé
par la Communauté Economique des Etats de l’Afrique de l’Ouest, CEDEAO

Financé
par l’Agence des Etats Unis pour le Développement International, USAID

Sidy Kane
Société d’Opération Ivoirienne d’Electricité, Abidjan, Côte d’Ivoire
Fax : (225) 20-32-74-77, Tel: (225) 20-20-63-53

Mamadou Alpha Sylla
Electricité de Guinée, Conakry, Guinée

F.T. Sparrow
Brian H. Bowen
Diakalia Sanogo
Purdue University, West Lafayette, IN, USA

Août 23, 2002

Résumé

Les deux semaines de formation à Purdue ont été un vrai succès. Le nouveau interface Windows du WAPP a rendu les changements de données du modèle simple et fiable.
Ce rapport concerne deux scénarii test choisis au cours de la deuxième semaine de formation avec leurs résultats pour la Zone A. Le scénario 1 est le libre échange et le scénario 2 se fait avec une limitation des échanges des réserves de puissance et des échanges en énergie (Autonomie de réserve de puissance à 90 % et autonomie en échanges d'énergie à 50 %). La période d'étude est de 10 ans de 2002 à 2012. Nous précisons que ces résultats servent uniquement à titre de démonstration.

Environ 7,800 MW en nouveaux moyens de production sont ajoutés au système de la Zone A sur la période 2002-2012 avec un accroissement de 3 % quand il y a une limitation de 90 % en échanges de réserves de puissance et une limitation de 50 % en échanges d'énergie.

Le coût total pour la région du WAPP avec le scénario de libre échange et d'expansion des capacités sur la période 2002-2012 est de 9,358 millions de dollar US et le coût total pour la Zone A est de 7,109 millions de dollar US dans le cas de libre échange avec un accroissement de 3 % quand on passe au scénario de limitation des échanges aussi bien en réserves de puissance qu'en énergie.
En prenant en compte les revenus des échanges, le coût pour la Zone A s'élève à 7,166 millions de dollar US dans le scénario de libre échange et subit un accroissement de toujours 3 % dans le scénario 2. Il est bon ici de signaler que le modèle considère un partage équitable de 50/50 du bénéfice des échanges entre un exportateur et un importateur.

Aussi les recommandations pour l'interface et le modèle WAPP devront aller vers une prise en compte dans les résultats du modèle des aspects financiers en relation avec les tarifs des échanges d'énergie. Par exemple, le modèle pourra ainsi déterminer les revenus des échanges selon plusieurs propositions de tarifs et de droits de passage ou de transit et les décideurs pourront alors disposer de moyens de prise de décision pour le type de tarif applicable et acceptable pour l'ensemble des partenaires du WAPP.

Tableau 1 Total des Expansions des Capacités de Transport & de Production dans les Zones A et B, 2002-2012 dans le cas de Libre Echange (Scénario 1) et dans le cas de Limitation des Echanges en Réserves de Puissance et en Energie (Scénario 2) (AF=90%, ENAF=50%)

		Scénario 1 Libre Echange Expansions MW	**Scénario 2 Limitation des Echanges Expansions MW**	Variation
Zone A	Transport	1,739	1,627	7%
	Production Thermique	7,378	7,408	3%
	Production Hydroélectrique	415	592	
Zone B	Transport	613	298	105%
	Production Thermique	85	231	10%
	Production Hydroélectrique	1,191	932	

Contexte

Au cours des deux dernières années, Purdue University a développé le modèle du WAPP et a initié le processus de collecte de données de l'ensemble de la région de la CEDEAO. La mise à jour des données Data Set#5 a été achevée en septembre 2001 et la fin de la nouvelle mise à jour Data Set#6 est prévue pour janvier 2003. Des sessions de formation en collecte de données ont été effectuées en Afrique de l'Ouest. Le présent atelier en analyse de données à Purdue University en août 2002 enregistre une différence majeure en ceci que des collègues du WAPP de la zone A et de la zone B ont été formés sur l'interface Windows du WAPP. Ce nouvel outil de travail très convivial pour l'utilisateur, rend le modèle très fiable et très facile d'utilisation pour les changements de données et pour la consultation et l'interprétation des résultats du modèle WAPP.

La plupart des données utilisées pour cet atelier du 12 au 23 août proviennent de la série de données Data Set#5. Le programme de travail du manuel technique de formation préparé pour l'atelier a été suivi pendant la première semaine [1]. Avec méthode, les délégués du WAPP ont été conduit jusqu'au stade du modèle complet du WAPP avec des niveaux successifs de complexité croissante.

Des discussions sur les sujets ayant trait aux notions d'autonomie en réserve de puissance, aux coûts de combustibles et à l'important sujet des droits de passage ou de transit d'énergie ainsi qu'une participation à la réunion d'échanges des Directeurs Généraux du Comité de Pilotage du WAPP organisée par l'ASEA et IURC le 21 août à Purdue, ont eu lieu [1,-6].

Plans des Expansions des Capacités de Transport en Zone A

La CEDEAO a donné une grande priorité à l'interconnexion des réseaux électriques de la région Ouest Africaine. Les besoins en expansion des capacités de transport dans la Zone A se chiffrent à 1,739 MW dans le scénario de libre échange sur la période 2002-2012. L'analyse des expansions de capacité de transport dans la Zone A montre seulement une différence mineure entre les scénario 1 et 2 avec seulement une baisse de 6 % en passant du libre échange au système avec limitation des échanges. Les expansions se font principalement dans les couloirs de grands transits d'énergie, c'est-à-dire tout le long de la partie sud de la Zone A. Les expansions inter-zones traduisent le niveau des échanges d'énergie entre les zones A et B et se réalisent surtout par des liaisons Côte d'Ivoire-Guinée. Le détail des expansions optimales des capacités de transport dans la zone peut être vu dans les tableaux 2 et 3 ci-dessous et dans les figures 1 et 2.

Tableau 2 Scénario 1, Libre Echange & Zone A,
~ Expansions des Capacités de Transport de 2002 à 2012

Ligne	Capacité initiale prévue MW & kV	Période 1 2003-2004 (MW)	Période 2 2005-2006 (MW)	Période 3 2007-2008 (MW)	Période 4 2009-2010 (MW)	Période 5 2011-2012 (MW)	Total Expansion (MW)
Ben-Nga	560 / 330		686	3			689
Bfa-Gha	30 / 225		21	17			38
Ico-Gui	150 / 225			102		101	203
Ico-Lib	100 / 225			42		12	54
Ben-Tog	150 / 161		450	5			455
Gha-Tog	256 / 161		300				300
Total							1,739

Tableau 3 Scénario 2, Limitation des Echanges (AF=90%, ENAF=50%) & Zone A,
~ Expansions des Capacités de Transport de 2002 à 2012

Ligne	Capacité initiale prévue MW & kV	Période 1 2003-2004 (MW)	Période 2 2005-2006 (MW)	Période 3 2007-2008 (MW)	Période 4 2009-2010 (MW)	Période 5 2011-2012 (MW)	Total Expansion (MW)
Ben-Nga	560 / 330		625				625
Bfa-Gha	30 / 225		6				6
Ico-Gui	150 / 225			108		124	232
Ico-Lib	100 / 225			42			42
Ben-Tog	150 / 161		417	5			422
Gha-Tog	256 / 161		300				300
Total							1,627

Figure 1 Zone A, Scénario 1, Libre Echange, 2002-2012 Expansions des Capacités de Transport (MW)

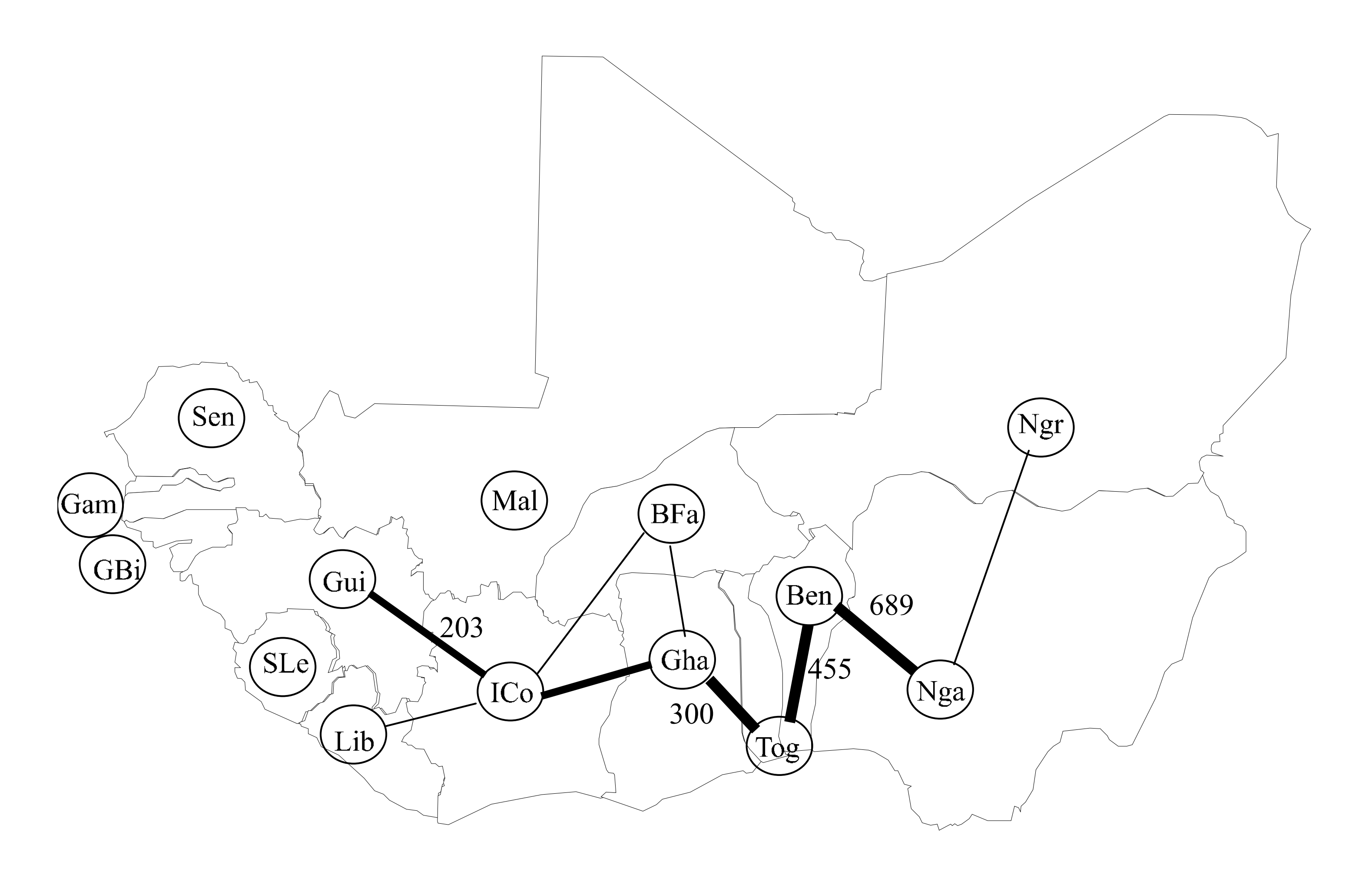
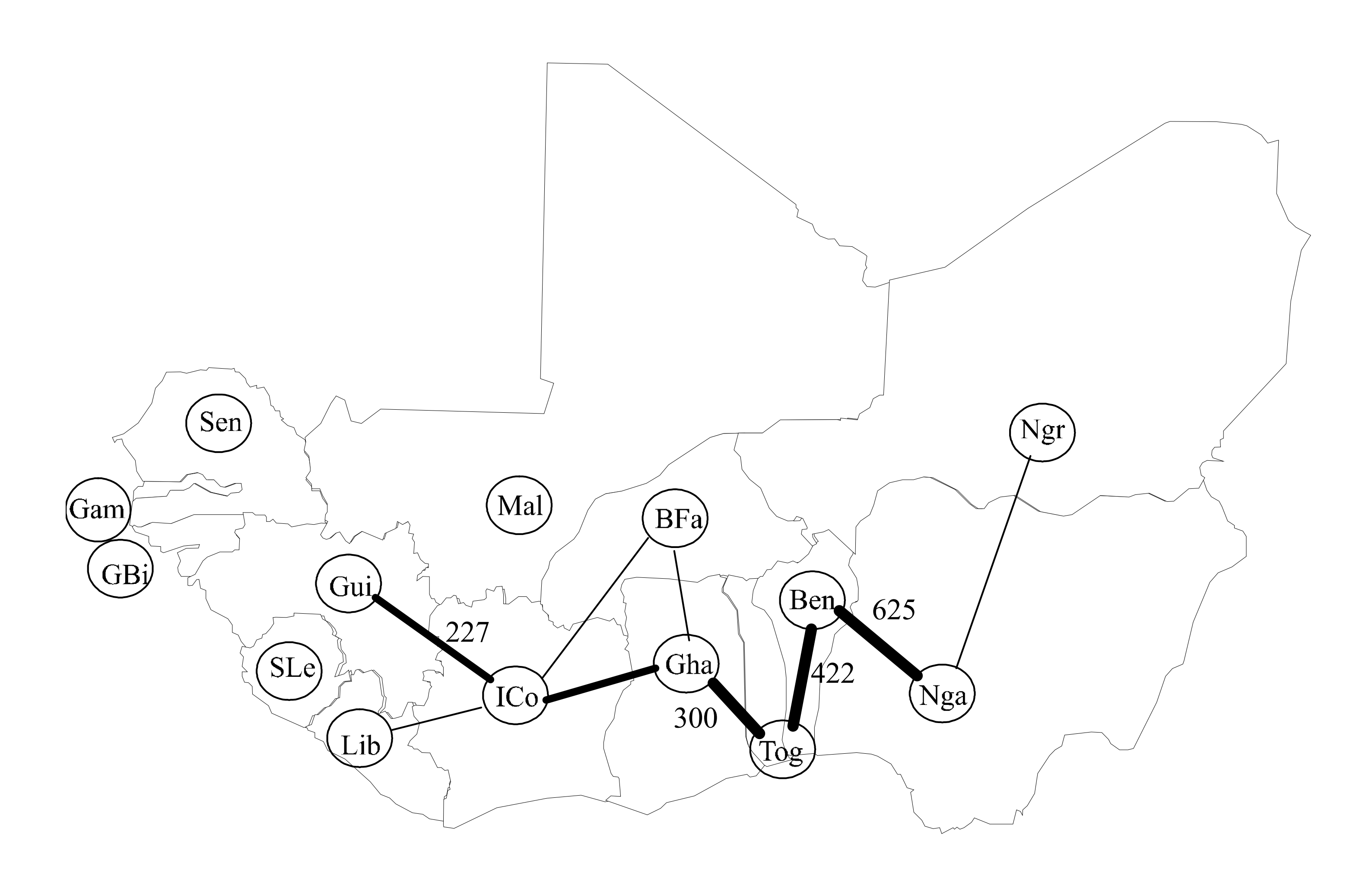


Figure 2 Zone A, Scénario 2, Limitation des Echanges (AF=90%, ENAF=50%)
2002-2012 Expansions des Capacités de Transport (MW)



Plans des Expansions des Capacités de Production en Zone A

Les besoins en expansion des capacités de production dans la Zone A dans le scénario de libre échange se chiffrent à 7,793 MW et subissent un accroissement de seulement 3 % en passant au scénario de limitation des échanges. Mais cet accroissement pour l'ensemble de la Zone A se traduit différémment selon les pays. Pour les pays importateurs ou à coûts de production élevés, on note une augmentation importante des expansions des capacités de production. Par contre, pour les pays exportateurs, il y a baisse des besoins en expansion des capacités de production en raison de la limitation du niveau des échanges aussi bien en réserves de puissance qu'en énergie.

Notons enfin que les expansions des capacités de production dans la Zone A se font principalement en moyens de production thermique avec 95 % dans le cas de libre échange et 93 % dans l'autre cas.

Le détail des expansions optimales des capacités de production dans la Zone A peut être vu dans les tableaux 4 et 5 ci-dessous.

Tableau 4 Scénario 1, Libre Echange & Zone A,
~ Expansions des Capacités de Production de 2002 à 2012

Pays	Période 1 2003-2004 (MW)	Période 2 2005-2006 (MW)	Période 3 2007-2008 (MW)	Période 4 2009-2010 (MW)	Période 5 2011-2012 (MW)	Total Expansion (MW)
Benin						
PG H						
Burkina Faso						
PG H						
Cote D'Ivoire						
PG H		305 0	136 0		0 159	441 159
Ghana						
PG H				0 115		0 115
Niger						
PG H	0 39	0 66	0 5	0 4	0 8	0 122
Nigeria						
PG H	1,736 0	3,014 0	618 0	720 0	849 0	6,937 0
Togo						
PG H				0 19		0 19
Zone A Totaux **PG** **H** **PG&H**	 **1,736** **39** **1,775**	 **3,319** **66** **3,385**	 **754** **5** **759**	 **720** **138** **858**	 **849** **167** **1,016**	 **7,378** **415** **7,793**

PG = Production thermique, H = Production hydroélectrique

Tableau 5 Scénario 2, Limitation des Echanges (AF=90%, ENAF=50%) & Zone A,
~ Expansions des Capacités de Production de 2002 à 2012

Pays	Période 1 2003-2004 (MW)	Période 2 2005-2006 (MW)	Période 3 2007-2008 (MW)	Période 4 2009-2010 (MW)	Période 5 2011-2012 (MW)	Total Expansion (MW)
Benin						
PG H	2 0	26 0	0 5	0 9	6 10	34 24
Burkina Faso						
PG H		33 0	0 25	1 0	6 0	40 25
Cote D'Ivoire						
PG H		272 0	166 0		0 159	438 159
Ghana						
PG H			21 0	3 115	0 127	24 242
Niger						
PG H	0 123					0 123
Nigeria						
PG H	1,736 0	2,952 0	614 0	708 0	821 0	6,831 0
Togo						
PG H		33 0	1 0	2 19	5 0	41 19
Zone A Totaux						
PG	**1,738**	**3,316**	**802**	**714**	**838**	**7,408**
H	**123**	**0**	**30**	**143**	**296**	**592**
PG&H	**1,861**	**3,316**	**832**	**857**	**1,134**	**8,000**

PG = Production thermique, H = Production hydroélectrique

Coûts Totaux & Discussions

Le coût total pour la région du WAPP avec le scénario de libre échange et d'expansion des capacités sur la période 2002-2012 est de 9,358 millions de dollar US. Ce coût subit une augmentation de 7.5 % dans le cas du scénario de limitation des échanges en réserves de puissance et en énergie. Le coût total pour la Zone A est de 7,109 millions de dollar US dans le cas de libre échange avec un accroissement de 3 % quand on passe au scénario de limitation des échanges.

Notons qu'en cas de libre échange, les pays importateurs ou à coûts de production élevés réalisent des baisses très importantes de leurs coûts avant ajustement des revenus ou paiements des échanges alors que les pays exportateurs voient au contraire leurs coûts augmenter.

En prenant en compte les revenus des échanges, le coût pour la Zone A s'élève à 7, 166 millions de dollar US dans le scénario de libre échange et subit un accroissement de toujours 3 % dans le scénario 2. Il est bon ici de signaler que le modèle considère un partage équitable de 50/50 du bénéfice des échanges entre un exportateur et un importateur.

Notons enfin que le coût total pour la Zone A représente 76 % et 73 % du coût total du WAPP respectivement dans les scénario 1 et 2.

Tableau 6 Coûts Totaux de 2002 à 2012 ($ millions)

		Scénario 1 Libre Echange	**Scénario 2 Limitation des Echanges (AF=90%, ENAF=50%)**
WAPP		9,359	10,059
Zone A	Non ajusté avec les échanges	7,109	7,339
	Ajusté avec les échanges	7,166	7,354
Zone B	Non ajusté avec les échanges	2,250	2,720
	Ajusté avec les échanges	2,192	2,705

Recommandations

(1) Les modifications à apporter au modèle WAPP sont les suivants:

a) Prévoir 3 nœuds pour chaque pays de la CEDEAO permettant de faire ressortir les rôles des IPP, du système de production du réseau interconnecté et de la production pour les zones rurales. Le marché électrique national devient ainsi une partie intégrante de l'ensemble du système régional à optimiser par le modèle WAPP.

b) Permettre à un certain nombre de paramètres électriques régionaux d'avoir une plus grande flexibilité pour obtenir un modèle qui pourra représenter et refléter les besoins des sociétés d'électricité de l'Afrique de l'Ouest dans un environnement en changement. Ainsi des paramètres qui actuellement sont des constantes dans le modèle quelle que soit la situation pourront varier selon les pays, les sites, l'année et en saison sèche et en saison pluvieuse (Wcost : Coût de l'eau ou coût d'un MWh hydraulique, fdrougth : Facteur de sécheresse, Resthem : taux de marge de réserve thermique, ResH : taux de marge de réserve hydraulique, UMcost : Coût des déficits de puissance ou coût d'un MW en déficit, UEcost : Coût de l'énergie non distribuée ou coût d'un MWh non desservis).

c) Permettre de prendre en compte l'impact des différents contrats des « accès aux tiers » sur le WAPP (contrats take or pay des IPP, Transporteurs indépendants).

(2) Compléter la série de données ECOWAS Data Set #6 pour janvier 2003. Cela est vital si l'on veut pouvoir exploiter les résultats des modélisations. Les données du Nigeria sont d'une importance capitale pour la fiabilité des résultats en raison de son impact considérable sur le marché de l'électricité en Afrique de l'Ouest. Une collaboration suivie avec les collègues de NEPA devra être menée pour collecter les informations manquantes sur les groupes de production du Nigeria.

(3) Préparer des écrans de restitutions des résultats financiers dans l'interface du modèle WAPP. Cela permettra d'afficher les états financiers sommaires de chaque société d'électricité de service publique de l'ensemble de la zone du WAPP représentée par un nœud dans le modèle. Les informations suivantes pourront être restituées pour une société X :

Revenus des ventes domestiques	…………..	(1)
Revenus des ventes à l'export	…………..	(2)
Dépenses de production	…………..	(3)
Dépenses des achats à l'importation	…………..	(4)
Dépenses pour rémunération des IPP	…………..	(5)
………..………..……………………..…………..		
Profit (6) = (1+2)-(3+4+5)	…………..	(6)

Les données supplémentaires à acquérir seront les tarifs domestiques de l'électricité pour chaque pays.
Les paramètres à faire varier sont le partage du bénéfice des échanges entre un exportateur et un importateur (50/50, 25/75, 75/25, etc.) et les droits de passage ou de transit. Cela permettra de donner des éléments aux décideurs pour déterminer ce qui est souhaitable pour le WAPP.

(4) Prévoir de nouvelles fonctionnalités pour l'interface Windows du modèle WAPP pour les utilisateurs :

a) Les restitutions de résultats doivent inclure des classifications par Zones A et B en plus de ce qui se fait actuellement pour l'ensemble de la région et pour chaque pays.

b) Prévoir un système d'impression des écrans de résultats plus évolué et plus facile d'utilisation.

c) Permettre le changement du nombre de nœuds à partir de l'interface.

d) Permettre le changement de certaines valeurs dans les coûts totaux du WAPP (Fonction Objectif) et constantes (durée des saisons, types et nombre de jours intervenant dans la fonction de demande d'électricité).

e) Prévoir l'aide en ligne pour les utilisateurs.

f) Inclure un manuel d'utilisation interactif pour les utilisateurs.

g) Accroître la vitesse d'exécution de l'interface.

(5) Une fois la série de données ECOWAS Data Set #6 achevée, il est admis que la collecte de données relèvera principalement de la responsabilité du WAPP. Cette activité combinée à l'analyse des données et résultats du modèle WAPP nécessiteront un engagement sur le partage du temps de travail entre les sociétés d'électricité des Etats Membres et le Secrétariat de la CEDEAO. Il est pour cela recommandé que deux ou trois membres du Groupe de Planification (à créer :voir Recommandation 6) consacrent en moyenne un ou deux jours par semaine à ces activités de planification.

(6) Constituer et mettre en place un Groupe de Planification des Expansions des Capacités de Production et de Transport du WAPP (WAPP Capacity Planning Group : WAPP-CDG) qui travaillera en relation avec Purdue University dans les domaines suivants :

a) La préparation des documents de stratégies et de plans d'action du WAPP.

b) La collecte de données.

c) Les besoins de formation au niveau régional.

d) La planification des réunions pour coordination et collaboration entre le WAPP-CDG et le Staff du PPDG de Purdue.

Le groupe de planification devra être composé de MM. Sidy KANE de la Zone A, Alpha SYLLA de la Zone B, Olumuyiwa SHOKUNBI de la CEDEAO auxquels on pourra adjoindre 2 ou 3 autres personnes ressources.

Références

(1) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, Diakalia Sanogo, Tarik Aouam, "Data Analysis for ECOWAS Electricity Long-Term Capacity Expansion Planning", Technical Training Course for ECOWAS, Purdue University, August 12 to August 23, 2002

(2) "The Study on the Interconnection of Electricity Grids in West Africa", Workshop sponsored by the United Nations Economic Commission for Africa, Lomé, Togo, 8-10 July 1998

(3) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, "User Manual for the Long-Term, Model" 7th Edition, Purdue University, November 2000

(4) F.T. Sparrow, Brian H. Bowen, Sidy Kane, Alpha Sylla, Daniel Plunkett, "Electricity Trade & Capacity Expansion Options in West Africa", WAPP Utility Executives Meeting, Purdue University, West Lafayette, IN, USA, August 21, 2002

(5) F.T. Sparrow, P. Robinson, "Wheeling Costs in SAPP", Harare, Zimbabwe, May 8, 1997

(6) F. Nishimura, et al, "Benefit Optimization of Centralized and Decentralized Power Systems in a Multi-Utility Environment", IEEE Summer Meeting, 1992